

**RAPPORT DE RECHERCHE  
PRÉLIMINAIRE**

établi sur la base des dernières revendications  
déposées avant le commencement de la recherche

N° d'enregistrement  
national

FA 624876  
FR 0209919

DOCUMENTS CONSIDÉRÉS COMME PERTINENTS		Revendication(s) concernée(s)	Classement attribué à l'invention par l'INPI
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes		
A	NEMETH T ET AL: "Separation of signal and coherent noise by migration filtering" GEOPHYSICS, MARCH-APRIL 2000, SOC. EXPLORATION GEOPHYSICISTS, USA, vol. 65, no. 2, pages 574-583, XP000970162 ISSN: 0016-8033 * page 575, colonne 1, alinéa 2 - page 576, alinéa 1 *	1	G01V1/34 G01V1/36
D,A	NEMETH T ET AL: "Least-squares migration of incomplete reflection data" GEOPHYSICS, JAN.-FEB. 1999, SOC. EXPLORATION GEOPHYSICISTS, USA, vol. 64, no. 1, pages 208-221, XP000996968 ISSN: 0016-8033 * page 209, colonne 2 - page 210, colonne 1, alinéa 1 *	1	
A	FR 2 800 473 A (INST FRANCAIS DU PETROL) 4 mai 2001 (2001-05-04) * page 9, ligne 5 - page 14, ligne 4 *	1	DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHÉS (Int.CL.7)  G01V
Date d'achèvement de la recherche		Examineur	
20 juin 2003		Lorne, B	
CATÉGORIE DES DOCUMENTS CITÉS		T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant	
X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : arrière-plan technologique O : divulgation non-écrite P : document intercalaire			



## ANNEXE AU RAPPORT DE RECHERCHE PRÉLIMINAIRE

RELATIF A LA DEMANDE DE BREVET FRANÇAIS NO. FR 0209919 FA 624876

La présente annexe indique les membres de la famille de brevets relatifs aux documents brevets cités dans le rapport de recherche préliminaire visé ci-dessus.

Les dits membres sont contenus au fichier informatique de l'Office européen des brevets à la date du 20-06-2003

Les renseignements fournis sont donnés à titre indicatif et n'engagent pas la responsabilité de l'Office européen des brevets, ni de l'Administration française

Document brevet cité au rapport de recherche	Date de publication	Membre(s) de la famille de brevet(s)	Date de publication
FR 2800473 A	04-05-2001	FR 2800473 A1	04-05-2001
		CA 2324435 A1	29-04-2001
		EP 1096270 A2	02-05-2001
		NO 20005419 A	30-04-2001
		US 6522973 B1	18-02-2003



## PRELIMINARY SEARCH REPORT

DOCUMENTS DEEMED PERTINENT		Claims concerned
Category	Document listing, indicating pertinent parts where necessary	
A	<p>Nemeth, T. et al.: "Separation of Signal and Coherent Noise by Migration Filtering," Geophysics, March-April 2000, Soc. Exploration Geophysicists, USA, Vol. 65, No. 2, pages 574-583</p> <p>XP000970162</p> <p>ISSN: 0016-8033</p> <p>* page 575, column 1, paragraph 2 – page 576, paragraph 1 *</p>	1
D, A	<p>Nemeth, T. et al.: "Least-squares Migration of Incomplete Reflection Data," Geophysics, Jan.-Feb. 1999, Soc. Exploration Geophysicists, USA, Vol. 64, No. 1, pages 208-221</p> <p>XP000996968</p> <p>ISSN: 0016-8033</p> <p>* page 209, column 2 – page 210, column 1, paragraph 1 *</p>	1
A	<p>FR 2,800,473 A (Inst. Française du Pétrole)</p> <p>May 4, 2001 (2001-05-04)</p> <p>* page 9, line 5 – page 14 – line 4 *</p>	1

Date search completed: June 20, 2003

Examiner: B. Lorne



⑫

DEMANDE DE BREVET D'INVENTION

A1

②② Date de dépôt : 29.10.99.

③⑦ Priorité :

④③ Date de mise à la disposition du public de la  
demande : 04.05.01 Bulletin 01/18.

⑤⑥ Liste des documents cités dans le rapport de  
recherche préliminaire : *Se reporter à la fin du  
présent fascicule*

⑥⑦ Références à d'autres documents nationaux  
apparentés :

⑦① Demandeur(s) : INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE  
— FR.

⑦② Inventeur(s) : TONELLOT THIERRY, MACE PRIEUR  
DANIELE, RICHARD VINCENT et CUER MICHEL.

⑦③ Titulaire(s) :

⑦④ Mandataire(s) :

⑤④ METHODE POUR MODELISER EN 2D OU 3D UN MILIEU HETEROGENE TEL QUE LE SOUS-SOL DECRIT  
PAR PLUSIEURS PARAMETRES PHYSIQUES.

⑤⑦ - Méthode pour obtenir un modèle représentatif d'un  
milieu hétérogène en 2D  
ou 3D, décrit par un ou plusieurs paramètres physiques  
(tels que les impédances du sous-sol relativement à des on-  
des de type P ou S, sa densité, etc.), à partir de données  
diverses: enregistrements sismiques, diagaphiques, géo-  
logiques, etc.

- On part d'un modèle a priori à un ou plusieurs paramè-  
tres formé à partir de valeurs ponctuelles connues ou esti-  
mées d'un ou plusieurs paramètres physiques et on  
améliore le modèle initial en minimisant une fonction coût  
globale représentative d'une part des écarts entre des enre-  
gistrements synthétiques traduisant la réponse du modèle  
courant avec les enregistrements sismiques effectués, et  
d'autre part les écarts entre le modèle courant et le modèle  
a priori. Ces écarts sont mesurés au sens de normes dédui-  
tes des informations a priori sur les incertitudes relatives  
aux données et au modèle, ces informations pouvant varier  
d'un point à un autre du modèle.

- Applications à la caractérisation de gisements d'hydro-  
carbures par exemple.

FR 2 800 473 - A1



L'invention concerne une méthode pour obtenir un modèle représentatif en 2D ou 3D d'un milieu hétérogène tel que le sous-sol, décrit par plusieurs paramètres ou grandeurs physiques, à partir de  
5 données obtenues par des mesures indirectes obtenues depuis l'extérieur de celui-ci, et d'autres données, notamment un ensemble de données ponctuelles mesurées in situ, toutes ces données constituant l'information connue a priori sur le milieu.

La méthode selon l'invention trouve des applications dans des  
10 domaines très divers, selon le type d'ondes (ondes élastiques, ondes électromagnétiques, etc.) émises pour obtenir ces mesures indirectes.

Dans le cas d'un milieu tel que le sous-sol, les paramètres physiques descriptifs sont par exemple l'impédance qu'il présente relativement à des ondes P ou à des ondes S ou encore sa densité. Les données directes  
15 et indirectes dont on dispose sont par exemple des mesures diagraphiques, des données d'exploration sismique, et d'autres données que l'on possède suite à des études géologiques préalables du milieu.

Les ondes émises dans le milieu par une source sismique se propagent dans le sous-sol et se réfléchissent sur les discontinuités du  
20 milieu. Elles sont enregistrées par des capteurs couplés avec la formation souterraine et collectées par un dispositif d'acquisition. Les données sismiques que l'on exploite dans le cadre de la méthode peuvent contenir les informations de variation de l'amplitude avec le déport ou offset : données avant sommation (« prestack »), données liées à la



technique connue de l'homme de l'art dite « intercept – gradient »  
extraites de l'analyse de cette variation, etc.) ou ne pas les contenir :  
données après sommation (« poststack »).

La méthode s'applique notamment dans le cadre de l'exploration  
5 pétrolière pour obtenir des représentations quantitatives et des images  
plus fines de la structure ou configuration d'une zone souterraine et elle  
facilite la caractérisation des gisements d'hydrocarbures.

### Etat de la technique

Des méthodes d'inversion ont été développées, permettant de relier  
10 à des données sismiques, à des données mesurées in situ et à des  
observations ou interprétations, une grandeur physique d'un milieu  
hétérogène telle que l'impédance qu'il présente relativement à des ondes  
élastiques.

On part d'un modèle a priori (1D, 2D ou 3D) d'un ou plusieurs  
15 paramètres physiques du milieu construit par interprétation des données  
connues, et l'on définit des opérateurs de covariance décrivant les  
incertitudes sur ce modèle a priori et aussi les incertitudes sur les données  
connues. On construit des sismogrammes synthétiques qui constituent la  
réponse du modèle. On les compare aux sismogrammes réels obtenus par  
20 exploration sismique et on minimise de proche en proche les écarts  
constatés entre eux selon des normes associées à des opérateurs de  
covariance choisis en fonction d'une évaluation des incertitudes sur le  
modèle a priori et les enregistrements sismiques.

Les différentes approches connues diffèrent notamment par le nombre de paramètres physiques décrivant le milieu, la dimension du modèle a priori, et la richesse des possibilités offertes dans la prise en compte des paramètres d'incertitude. Elles consistent à obtenir le modèle optimal qui minimise une fonction objectif, somme d'une fonction objectif dite sismique, et d'une fonction objectif dite géologique.

La fonction objectif sismique représente l'écart (au sens de la norme induite par l'opérateur de covariance relatif aux données) entre les données observées et les données synthétiques. Ces dernières résultent de la prise en compte d'un modèle de propagation plus ou moins complexe.

La fonction objectif géologique mesure l'écart au modèle a priori (au sens de la norme induite par l'opérateur de covariance relatif au milieu).

Parmi ces méthodes, on peut citer celles décrites par Brac J. et al; "Inversion with A Priori Information: an Approach to Integrated Stratigraphic Interpretation"; in Sheriff R.E.Ed., Reservoir Geophysics, Soc. Expl. Geophys., Investigations in Geophysics 7).

Une autre méthode de modélisation en 2D d'une grandeur physique par inversion stratigraphique est également décrite dans le brevet EP 354.112 du demandeur.

Par le brevet FR 2.765.692 du demandeur, on connaît aussi une méthode du même type pour modéliser en 3D un paramètre ou grandeur physique telle que l'impédance d'un milieu hétérogène, avec construction d'un modèle a priori à partir d'un modèle géométrique en 3D comprenant

plusieurs volumes feuilletés (unités sédimentaires) et aussi de valeurs connues de cette grandeur en différents points du milieu, la sélection d'un modèle de covariance le long des feuilles des différents volumes et la formation d'un modèle optimal par un processus d'inversion à partir  
5 du modèle a priori.

Les méthodes précédentes ne permettent de modéliser que la variation d'un seul paramètre physique dans le milieu considéré. De plus, les paramètres que l'on utilise pour décrire les incertitudes sur le modèle a priori (paramètres définissant l'opérateur de covariance) sont constants  
10 dans tout le domaine ou par unité géologique.

Des méthodes existent qui permettent de modéliser plusieurs grandeurs ou paramètres physiques dans un milieu. On en trouve décrites notamment par :

Simmons et Backus, 1996 « Waveform-based inversion and AVO  
15 prediction-error », in *Geophysics*, 61, p. 1575-1588 ; ou par

Pan et al., 1994 « An Integrated Target Oriented Prestack Elastic Waveform Inversion : Sensitivity, Calibration, and Application », in *Geophysics*, 59, 9, p. 1392-1404.

Mais les modèles a priori considérés dans le cadre de ces méthodes  
20 connues, sont de type 1D (ils ne dépendent que de la profondeur), et chaque groupe de traces relatif à une position latérale donnée du milieu (CDP), est traité indépendamment d'une position latérale à une autre.

### La méthode selon l'invention

La méthode selon l'invention permet d'étendre l'approche développée dans les deux brevets précédemment cités, au cas de plusieurs grandeurs ou paramètres physiques en offrant de plus la  
5 possibilité de faire varier en tout point du milieu les paramètres d'incertitude décrivant les incertitudes sur le modèle a priori, moyennant certaines conditions.

La méthode a pour objet de déterminer un modèle optimal en 2 ou 3 dimensions (2D ou 3D), représentatif de la variation dans un milieu  
10 hétérogène de plusieurs paramètres physiques à partir de données connues obtenues par différents moyens : données enregistrées correspondant à des ondes renvoyées par les discontinuités du milieu en réponse à des ondes qui s'y propagent et à partir d'un modèle a priori (2D ou 3D) de ce milieu hétérogène, tout en prenant en compte les  
15 incertitudes sur les données enregistrées ainsi que celles sur le modèle a priori.

La méthode selon l'invention permet d'obtenir un modèle optimisé représentatif en 2D ou 3D d'un milieu hétérogène tel que le sous-sol, décrit par au moins un ou plusieurs paramètre(s) ou grandeur(s)  
20 physique(s), à partir de données enregistrées correspondant à des ondes renvoyées par le milieu et captées par des récepteurs couplés avec le milieu, en réponse à des ondes qui y sont transmises par une source, et d'information a priori incluant des données mesurées in situ.

Elle comporte la construction d'un modèle géométrique en 2D ou 3D décrivant des lignes ou surfaces de corrélation, la construction d'un modèle a priori en 2D ou 3D décrit par un ou des paramètre(s) physique(s), à partir de ce modèle géométrique et des données mesurées in situ de ces paramètres physiques faites à différents points du milieu hétérogène, et la formation d'un modèle optimal par inversion des données enregistrées en prenant en compte toutes les informations a priori.

Elle est caractérisée en ce que l'on choisit un opérateur de modélisation des incertitudes sur le modèle a priori, de telle sorte qu'il autorise la prise en compte d'un degré de confiance sur le modèle a priori variable en tout point.

On choisit par exemple un modèle de covariance exponentiel qui peut être variable selon la localisation dans le milieu. Le modèle de covariance sélectionné peut être selon les cas à 1D, à 1D le long des lignes de corrélation, à 2D, à 2D le long des surfaces de corrélation ou bien encore à 3D.

Suivant un ou plusieurs modes de mise en œuvre, le modèle de covariance exponentiel est relatif à plusieurs paramètres.

Le modèle étant décrit par plusieurs paramètres physiques, on modifie par exemple l'opérateur de covariance de façon à définir des écarts par rapport au modèle a priori pour d'autres paramètres physiques, de telle sorte que ces écarts soient indépendants en chaque point donné du milieu.

Le modèle de covariance est par exemple anisotrope, avec des longueurs de corrélation différentes selon différentes directions dans le milieu.

Suivant un mode de mise en œuvre, la formation du modèle optimal à plusieurs paramètres physiques est obtenue en minimisant une fonction objectif globale comprenant un terme relatif aux données enregistrées, proportionnel au carré de la norme  $L^2$  de l'écart entre des données synthétiques et les données enregistrées, et d'un terme relatif au milieu, constitué dans le cas d'un modèle à 2D respectivement 3D) d'une part du carré de la norme  $L^2$  de l'écart par rapport au modèle a priori exprimé par les dits autres paramètres physiques, et d'autre part, du carré de la norme  $L^2$  du gradient de cet écart, projeté de ce gradient sur la tangente à la ligne de corrélation locale (respectivement sur le plan tangent à la surface locale de corrélation).

Dans le cas d'un modèle a priori en 3D, on peut former le terme relatif au milieu à partir du carré de la norme  $L^2$  de l'écart au modèle a priori mesuré relativement aux dits autres paramètres physiques, de la norme  $L^2$  du gradient de cet écart, et du carré du Laplacien de l'écart.

La méthode selon l'invention peut être appliquée à la modélisation d'une zone du sous-sol, les mesures in situ étant obtenues à différentes profondeurs dans un ou plusieurs puits au travers de la zone, les ondes émises étant des ondes élastiques.

La méthode selon l'invention peut être aussi appliquée à la modélisation d'une zone d'un milieu où les ondes émises sont des ondes électromagnétiques.

L'intérêt de l'approche selon l'invention est :

- 5       - d'une part d'estimer plusieurs paramètres physiques décrivant le milieu hétérogène, ce qui a pour conséquence de mieux caractériser ce milieu, et
- 10       - d'autre part de prendre en compte des informations a priori très riches, tant au niveau de la dimension du modèle a priori que des incertitudes le concernant.

#### **Présentation des figures**

D'autres caractéristiques et avantages de la méthode selon l'invention apparaîtront à la lecture de la description ci-après et de résultats obtenus sur un exemple de mise en œuvre, en se référant aux  
15   dessins annexés où :

- les Fig. 1 et 2 montrent les résultats obtenus en impédance P et impédance S par une première inversion à partir des seules données PP, c'est à dire sans informations a priori ;
- les Fig. 3 et 4 représentent les impédances P et S de ce réservoir  
20   réaliste après filtrage dans la bande de fréquence de la sismique ;
- les Fig. 5 et 6 montrent les impédances P et S du modèle a priori calculé par interpolation des données de puits le long des lignes de corrélation ; et

- les Fig. 7 et 8 représentent les résultats en  $I_p$  et  $I_s$  pour une inversion avec information a priori où la longueur de corrélation dans l'unité  $U_1$  est fixée à 500m dans l'unité  $U_1$ , et à 50m dans les unités  $U_2$ ,  $U_3$ , et  $U_4$ ;

## 5 Description détaillée

On va considérer à titre d'exemple une zone souterraine que l'on veut imager en faisant apparaître comment varient dans cette zone plusieurs paramètres physiques tels que les impédances relativement aux ondes P et S, la masse spécifique etc. On dispose d'informations a priori  
10 permettant de former un modèle a priori à 2D ou 3D de la zone décrite par ces paramètres physiques. Ces informations a priori sont par exemple dérivées d'enregistrements sismiques obtenus classiquement en captant au moyen de récepteurs sismiques  $R_i$  couplés avec la formation (prospection sismique terrestre) ou remorqués en immersion par un  
15 navire (prospection sismique marine), les ondes renvoyées par les discontinuités en réponse à des ondes sismiques émises par une source S. Les informations a priori sont aussi obtenues en réalisant des diagaphies dans un ou plusieurs puits W forés au travers de la formation. On dispose aussi généralement d'informations structurelles d'ordre géologique sur la  
20 formation.

On réalise l'optimisation de ce modèle a priori par inversion suivant le schéma général déjà utilisé dans les brevets précités consistant à minimiser les écarts entre des enregistrements synthétiques (constituant la réponse du modèle en cours d'optimisation) et les enregistrements



réels dont on dispose. A cet effet, on minimise une fonction-objectif globale à deux termes : un terme sismique et un terme géologique, au moyen d'une méthode de gradient conjugué par exemple.

Le premier terme de la fonction-objectif, qui est le terme sismique, mesure l'écart entre les données observées et les données synthétiques au sens de la norme associée à l'inverse de l'opérateur de covariance, noté  $C_o$ , qui décrit les incertitudes sur les données. Le second mesure l'écart entre le modèle courant et le modèle a priori, au sens de la norme associée à l'inverse de l'opérateur de covariance, noté  $C_m$ , qui décrit les incertitudes sur les modèles. En minimisant cette fonction-objectif globale, on peut obtenir en une seule passe un modèle multiparamètre, compatible à la fois avec les données sismiques observées et le modèle a priori multiparamètre.

La méthode selon l'invention permet l'application de ce schéma général de modélisation à une formation décrite par plusieurs paramètres physiques. A cette fin, on va utiliser une fonction-objectif globale dont les deux termes sismique et géologique vont être définis plus en détail ci-après.

### **La fonction objectif sismique**

La fonction objectif sismique mesure l'écart entre chaque trace sismique et la trace sismique qui lui est liée, au sens de la norme associée à l'inverse de l'opérateur de covariance  $C_D$ . On suppose que le bruit sismique est décorrélé d'échantillons en échantillons. En conséquence,

on choisit un opérateur de covariance diagonal décrivant l'incertitude sur les données, dont la fonction de covariance est :

$$\text{cov}(\delta d(x, t, \varpi), \delta d(x', t', \varpi')) = \sigma_s^2 \delta(x - x', t - t', \varpi - \varpi')$$

où  $\sigma_s^2$  est la variance de l'incertitude sur les données, c'est-à-dire la variance du bruit sismique, et  $\delta d(x, t, \varpi)$  représente l'écart entre les données synthétiques et les données observées au point de coordonnée  $(x, t, \varpi)$  ( $t$  indiquant le temps,  $x$  la position latérale, et  $\varpi$  l'offset (c'est à dire la distance source-récepteur)).

Cet opérateur est inversible, et la norme associée à son inverse permet de définir l'expression de la fonction objectif sismique par :

$$\|d - d^{obs}\|_{C_b^{-1}}^2 = \frac{1}{2\sigma_s^2} \iiint (d - d^{obs})^2(x, t, \varpi) dx dt d\varpi$$

Dans cette équation,  $d^{obs}$  représente les données observées, et les données synthétiques  $d$  sont calculées à partir de la donnée d'un modèle de sous-sol  $m$  et d'un opérateur de modélisation  $G$ , selon l'expression suivante :

$$d = G(m)$$

### La fonction objectif géologique

On sait que l'inversion 2D implique un modèle de covariance 1D le long des lignes de corrélations, et l'inversion 3D, un modèle de covariance 2D le long des surfaces de corrélations. Pour simplifier

l'exposé qui suit, on se place dans le cas à 2 dimensions, sachant que les équations suivantes se généralisent facilement au cas 3D.

5 Soit  $\delta \mathbf{m}(p) = \mathbf{m}(p) - \mathbf{m}^{\text{prior}}(p)$  la fonction écart au modèle a priori au point  $p$ . Comme fonction de covariance de l'opérateur  $C_M$ , on choisit la fonction :

$$\text{cov}(\delta \mathbf{m}(p), \delta \mathbf{m}(p')) = \mathbf{Q}(p) \mathbf{D}^{1/2}(p) \mathbf{D}^{1/2}(p') \mathbf{Q}(p') \exp(-\|\Lambda(p) - \Lambda(p')\|)$$

où  $\Lambda$  est une fonction de dérivée partout non nulle, et  $\mathbf{Q}$  et  $\mathbf{D}$  deux fonctions matricielles, telles que pour tout point  $p$ ,  $\mathbf{Q}(p)$  et  $\mathbf{D}(p)$  soient deux matrices respectivement orthonormale et diagonale. Ces deux  
10 matrices proviennent de la décomposition en vecteur propre/valeur propre de la matrice suivante:

$$\Sigma(p) = \begin{pmatrix} \sigma_1^2 & \rho_{12}\sigma_1\sigma_2 & \cdot & \cdot & \cdot & \rho_{1k}\sigma_1\sigma_k \\ \rho_{12}\sigma_1\sigma_2 & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \rho_{1k}\sigma_1\sigma_k & \cdot & \cdot & \cdot & \rho_{(k-1)k}\sigma_{k-1}\sigma_k & \sigma_k^2 \end{pmatrix} (p)$$

où  $k$  est le nombre de paramètres élastiques décrivant le milieu.

Cette matrice est la matrice de variance/covariance décrivant au  
15 point  $p$ , l'incertitude sur les paramètres (par la variance  $\sigma_i^2$ ), et les corrélations de ces incertitudes (par le coefficient de corrélation  $\rho_{ij}$ ).

En introduisant les nouveaux paramètres définis par

$$\delta \tilde{\mathbf{m}} = \mathbf{D}^{-1/2} \mathbf{P}^T \delta \mathbf{m}$$

et en effectuant le changement de coordonnées  $\tilde{p} = \Lambda(p)$ , la fonction de covariance précédente devient :

$$\text{cov}(\delta\tilde{\mathbf{m}}(\tilde{p}), \delta\tilde{\mathbf{m}}(\tilde{p}')) = \exp(-\|\tilde{p} - \tilde{p}'\|)$$

Il est à la portée de l'homme de l'art d'inverser un opérateur ayant  
5 une telle fonction de covariance.

Le terme géologique que l'on utilise ici est la norme de  $\delta\mathbf{m}$  associée à l'inverse de l'opérateur de covariance que l'on vient de décrire.

Dans le cas où l'on désire que les incertitudes soient décrites le long des lignes de corrélation en 2D, alors en notant  $s$  et  $\tau$  les coordonnées  
10 curvilignes le long des lignes de corrélations, la direction de  $s$  étant tangente aux lignes de corrélation.

$$\text{cov}(\delta\mathbf{m}(p), \delta\mathbf{m}(p')) = \mathbf{Q}(p)\mathbf{D}^{1/2}(p)\mathbf{D}^{1/2}(p')\mathbf{Q}(p')\exp(-\|\Lambda(s) - \Lambda(s')\|)\delta(\tau - \tau')$$

cette démarche se généralisant aisément au cas 3D

15 Dans le cas par exemple, où l'on peut supposer que  $\Lambda(x) = x/\lambda$ ,  $\lambda$  étant la longueur de corrélation des incertitudes le long des lignes de corrélation, le terme géologique de la méthode est :

$$\|\delta\mathbf{m}\|_{C_{\mathbf{m}}}^2 = \sum_{i=1}^k \frac{1}{2} \int \left( \frac{1}{\lambda} \delta\tilde{m}_i^2 + \lambda (\nabla \delta\tilde{m}_i \cdot \vec{s})^2 \right) dx$$

où  $\vec{s}(x)$  est le vecteur tangent à la ligne de corrélation passant au  
20 point  $x$ , et  $\delta\tilde{\mathbf{m}}$  est défini par :

$$\delta\tilde{\mathbf{m}} = \mathbf{D}^{-1/2} \mathbf{P}' \delta\mathbf{m}$$

Ainsi, le terme géologique que l'on a choisi permet de prendre en compte des paramètres d'incertitudes (variances, longueurs de corrélations, et coefficient de corrélation des incertitudes inter-paramètres) qui peuvent varier en tout point du domaine.

## 5      **Validation de la méthode**

Il s'agit d'un exemple synthétique dérivée d'un cas réel étudié suite à des opérations de prospection sismique marine, où la zone réservoir traversée par deux puits W1, W2 est incluse dans un milieu encaissant 1D.

10      Des données sismiques synthétiques ont été simulées, auxquelles on a ajouté un bruit aléatoire tel que le rapport bruit sur signal soit égal à 80%. Les ondes PP réfléchies sur le réservoir constituaient les données dites « observées ». On dispose de 240 enregistrements en couverture multiple (CDP) avec 50 valeurs de déport (« offset ») par couverture  
15      multiple avec un déport minimum de 50m, et un déport maximum de 1275m.

L'information géométrique du modèle a priori a été construite à partir de 3 horizons interprétés sur le résultat en impédance PP, sans informations a priori. Ces trois horizons définissaient quatre unités  
20      géologiques  $U_1$ ,  $U_2$ ,  $U_3$ , et  $U_4$ . Des lignes de corrélations ont été définies en tout point d'après une hypothèse stratigraphique de conformité suivant ces trois horizons limites.

L'information en impédance P et S aux deux puits W1, W2 aux abscisses respectives  $x=250m$  et  $x=5750m$ , a ensuite été introduite.

On a choisi une matrice de covariance exponentielle le long des lignes de corrélation, avec une longueur de corrélation  $\lambda$ . La variance de l'incertitude sur l'écart au modèle a priori était prise égale à 10% pour l'impédance P, et à 20% pour l'impédance S.

- 5 Ces résultats avec information a priori comparés avec ceux obtenus sans information a priori illustrent bien, d'une part en quoi l'information a priori permet d'améliorer l'image obtenue en impédance S et, d'autre part en quoi l'information a priori permet de diminuer les incohérences entre les traces, visibles sur les Figures 1 et 2.

## REVENDECATIONS

1) Méthode pour obtenir un modèle optimisé représentatif en 2D ou 3D d'un milieu hétérogène tel que le sous-sol, décrit par au moins un ou plusieurs paramètre(s) ou grandeur(s) physique(s), à partir de données  
5 enregistrées correspondant à des ondes renvoyées par le milieu et captées par des récepteurs couplés avec le milieu, en réponse à des ondes qui y sont transmises par une source, et d'information a priori incluant des données mesurées in situ, la méthode comportant la construction d'un modèle géométrique en 2D ou 3D décrivant des lignes ou surfaces de  
10 corrélation, la construction d'un modèle a priori en 2D ou 3D décrit par un ou des paramètre(s) physique(s), à partir de ce modèle géométrique et des données mesurées in situ de ces paramètres physiques faites à différents points du milieu hétérogène, et la formation d'un modèle optimal par inversion des données enregistrées en prenant en compte  
15 toutes les informations a priori, caractérisée en ce que :

- on choisit un opérateur de modélisation des incertitudes sur le modèle a priori, de telle sorte qu'il autorise la prise en compte d'un degré de confiance sur le modèle a priori variable en tout point.

2) Méthode selon revendication 1, caractérisée en ce que l'on  
20 sélectionne un modèle de covariance exponentiel

3) Méthode selon revendication 2, caractérisée en ce que l'on choisit un modèle de covariance exponentiel variable selon la localisation dans le milieu.

4) Méthode selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que le modèle de covariance sélectionné est à 1D ou à 1D le long des lignes de corrélation, ou à 2D, ou à 2D le long des surfaces de corrélation ou encore à 3D.

5) Méthode selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que le modèle de covariance exponentiel est relatif à plusieurs paramètres.

6) Méthode selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que, le modèle étant décrit par plusieurs paramètres physiques, on modifie l'opérateur de covariance de façon à définir des écarts par rapport au modèle a priori pour d'autres paramètres physiques, de telle sorte que ces écarts soient indépendants en chaque point donné du milieu.

7) Méthode selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que le modèle de covariance est anisotrope, avec des longueurs de corrélation différentes selon différentes directions dans le milieu

8) Méthode selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que la formation du modèle optimal est obtenue en minimisant une fonction objectif globale comprenant un terme relatif aux données enregistrées, proportionnel au carré de la norme  $L^2$  de l'écart entre des données synthétiques et les données enregistrées, et d'un terme relatif au milieu, constitué dans le cas d'un modèle à 2D (respectivement 3D) d'une part du carré de la norme  $L^2$  de l'écart par rapport au modèle a priori, et d'autre part, du carré de la norme  $L^2$  du gradient de cet écart, projeté sur



la tangente à la ligne de corrélation locale (respectivement sur le plan tangent à la surface locale de corrélation).

9) Méthode selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que la formation du modèle optimal à plusieurs paramètres physiques est obtenue en minimisant une fonction objectif globale  
5 comprenant un terme relatif aux données enregistrées, proportionnel au carré de la norme  $L^2$  de l'écart entre des données synthétiques et les données enregistrées, et d'un terme relatif au milieu, constitué dans le cas d'un modèle à 2D (respectivement 3D) d'une part du carré de la norme  
10  $L^2$  de l'écart par rapport au modèle a priori exprimé par les dits autres paramètres physiques, et d'autre part, du carré de la norme  $L^2$  du gradient de cet écart, projeté sur la tangente à la ligne de corrélation locale (respectivement sur le plan tangent à la surface locale de corrélation).

10) Méthode selon l'une des revendications précédentes,  
15 caractérisée en ce que dans le cas d'un modèle a priori en 3D, le terme relatif au milieu est proportionnel au carré de la norme  $L^2$  de l'écart au modèle a priori, de la norme  $L^2$  du gradient de cet écart, et du carré du Laplacien de l'écart.

11) Méthode selon l'une des revendications précédentes,  
20 caractérisée en ce que dans le cas d'un modèle a priori en 3D, le terme relatif au milieu est proportionnel au carré de la norme  $L^2$  de l'écart au modèle a priori mesuré relativement aux dits autres paramètres

physiques, de la norme  $L^2$  du gradient de cet écart, et du carré du Laplacien de l'écart.

12) Méthode selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que le milieu hétérogène est une zone du sous-sol, les  
5 mesures in situ sont obtenues à différentes profondeurs dans un ou plusieurs puits au travers de la zone.

13) Méthode selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que les ondes émises dans le milieu sont des ondes élastiques.

10 14) Méthode selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que les ondes émises dans le milieu sont des ondes électromagnétiques.

Figure 1

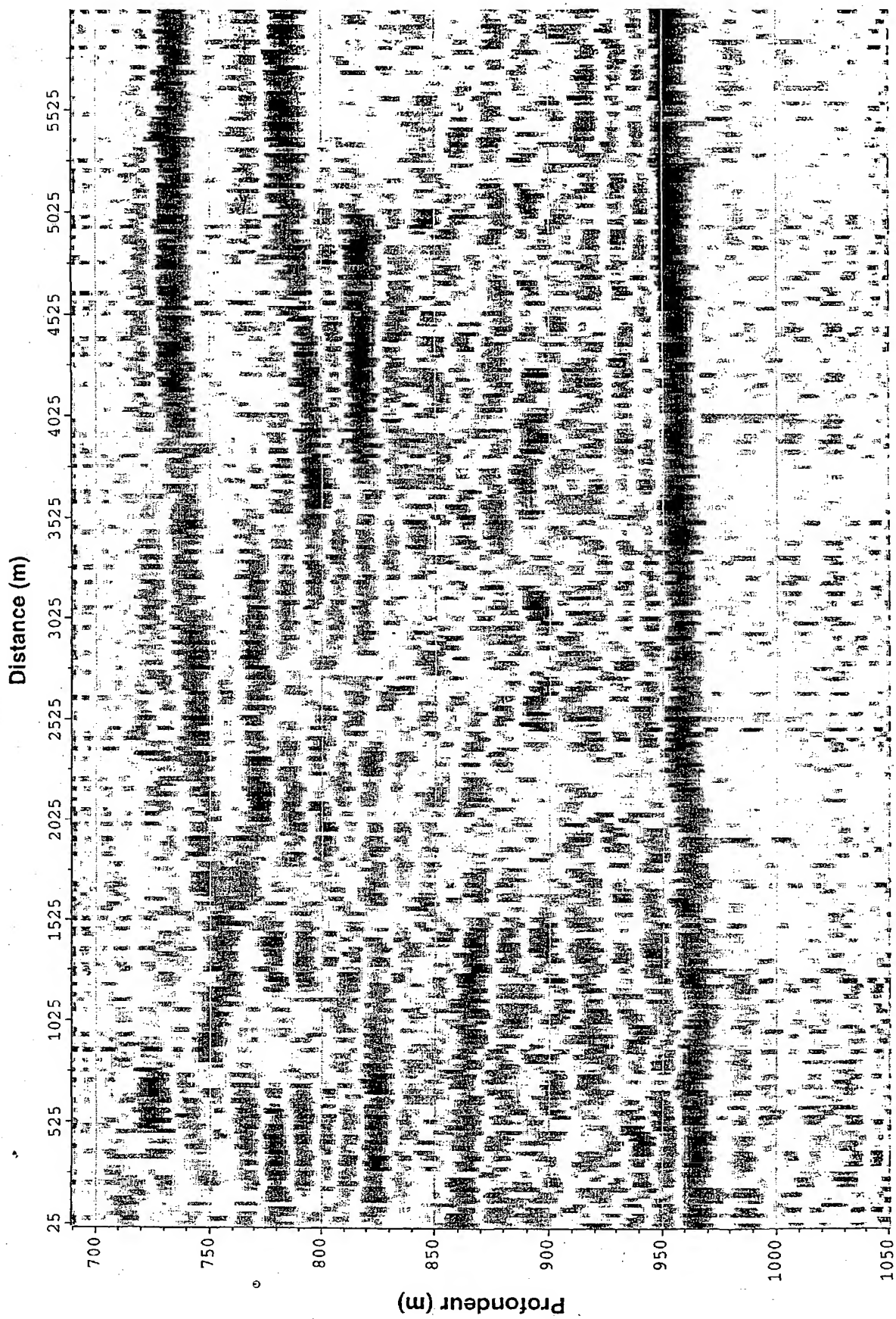
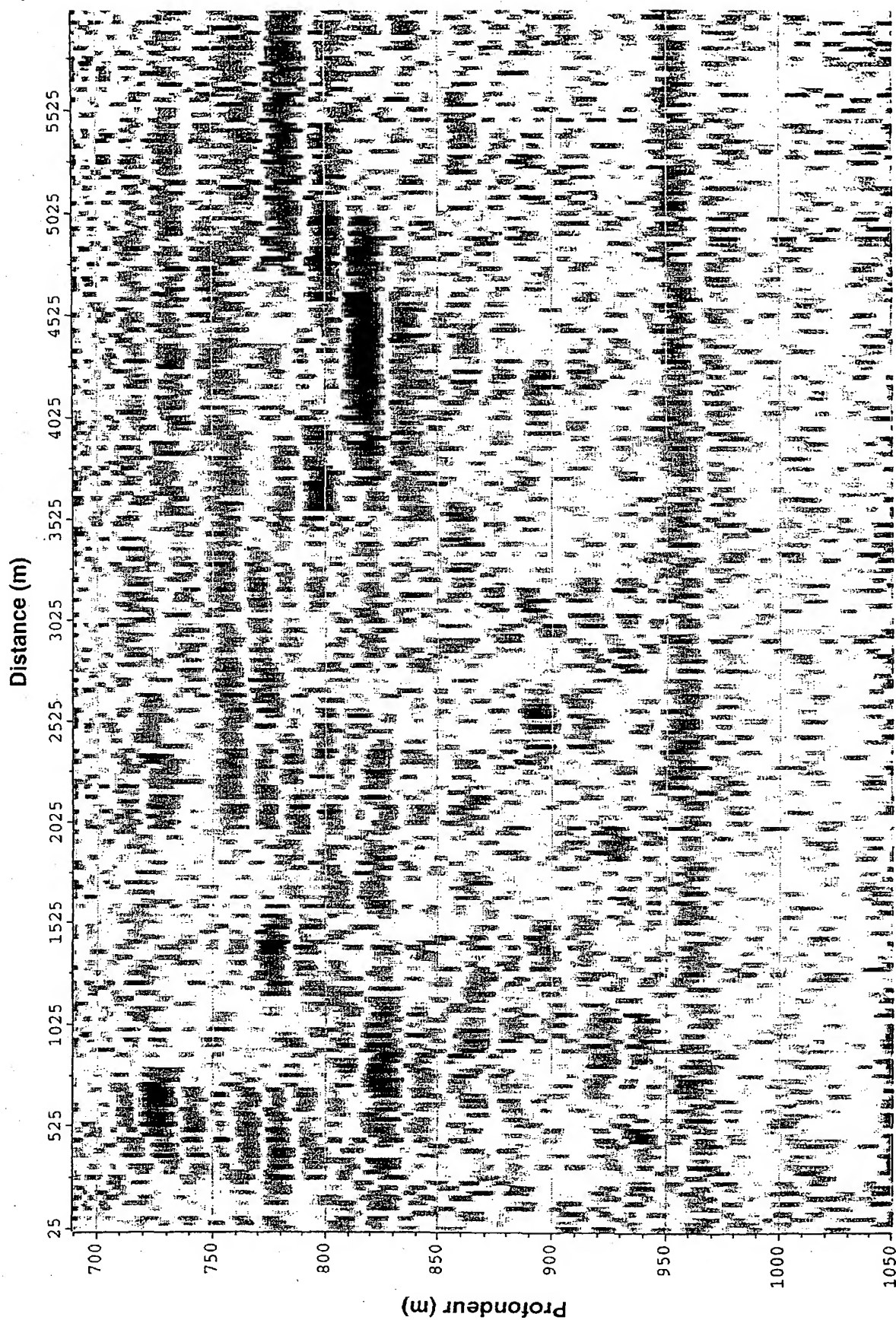


Figure 2



3/8

Figure 3

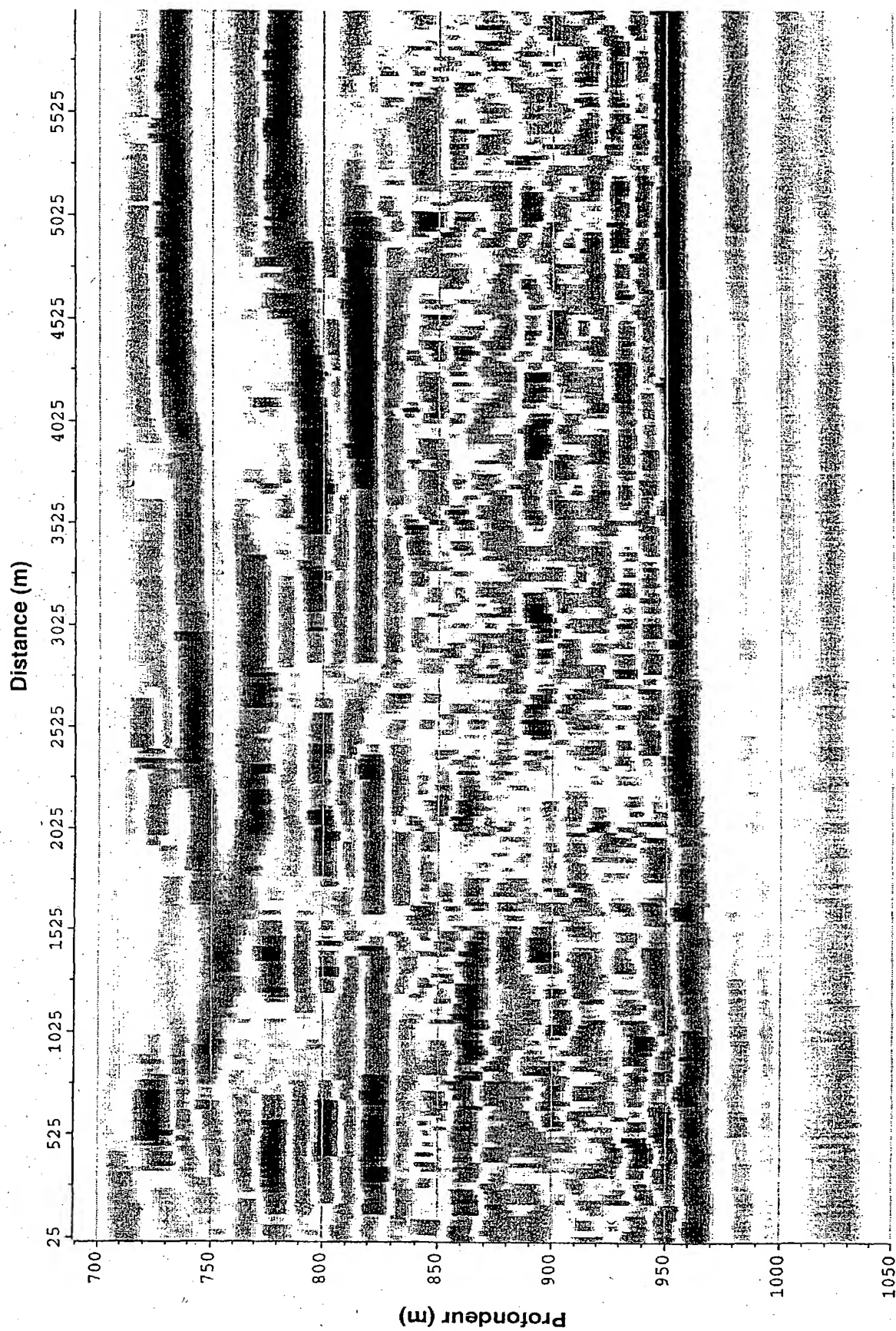




Figure 4

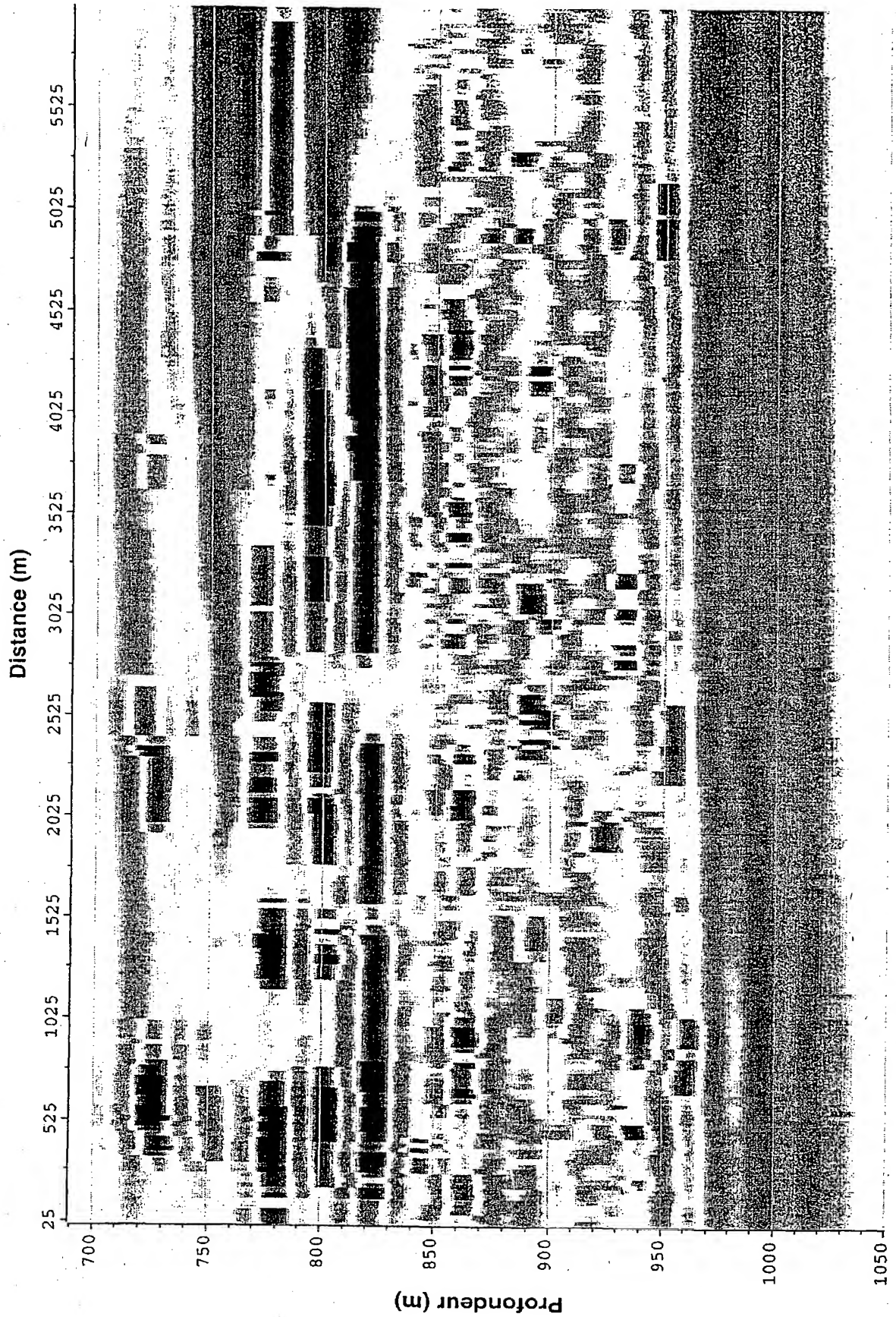


Figure 5

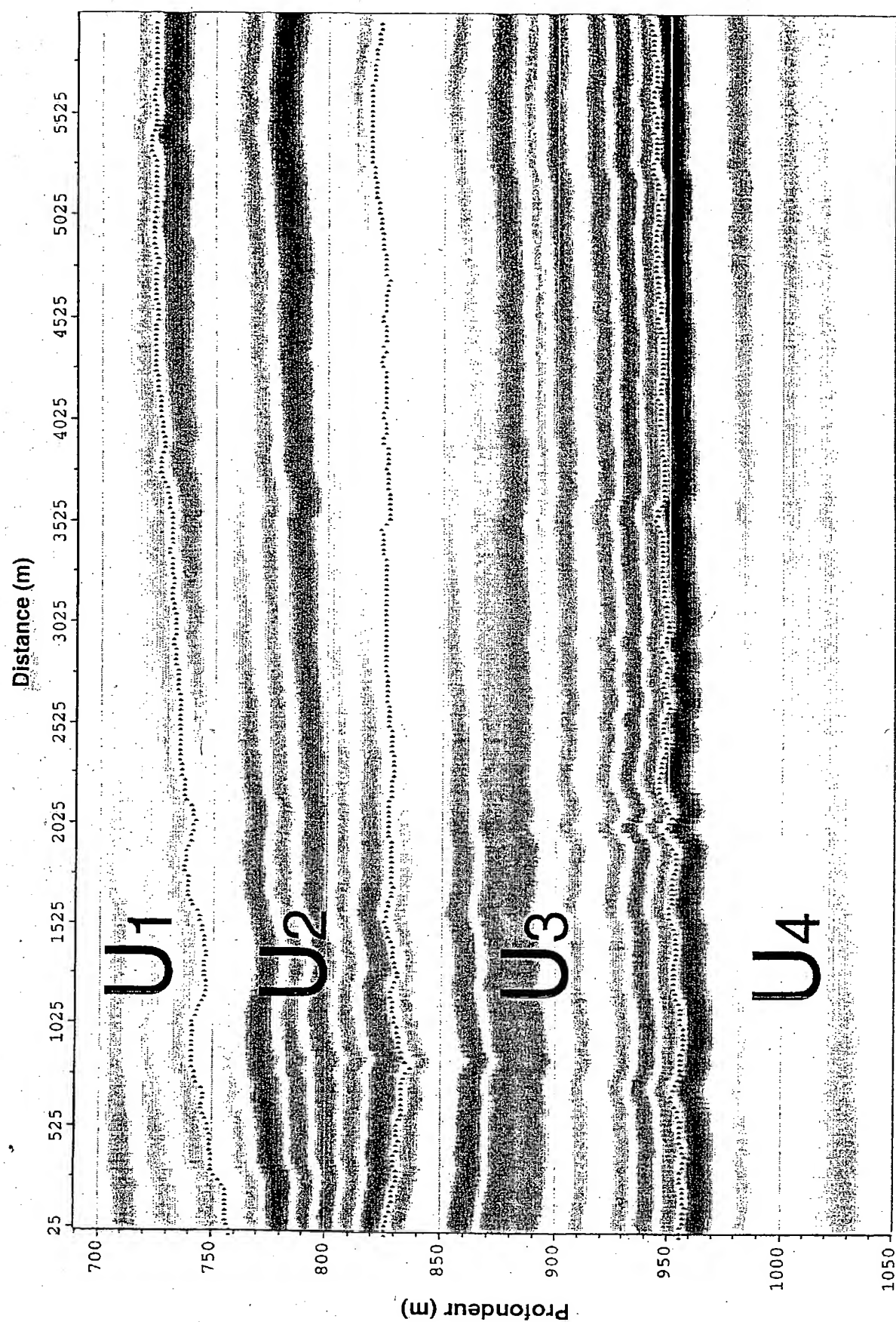
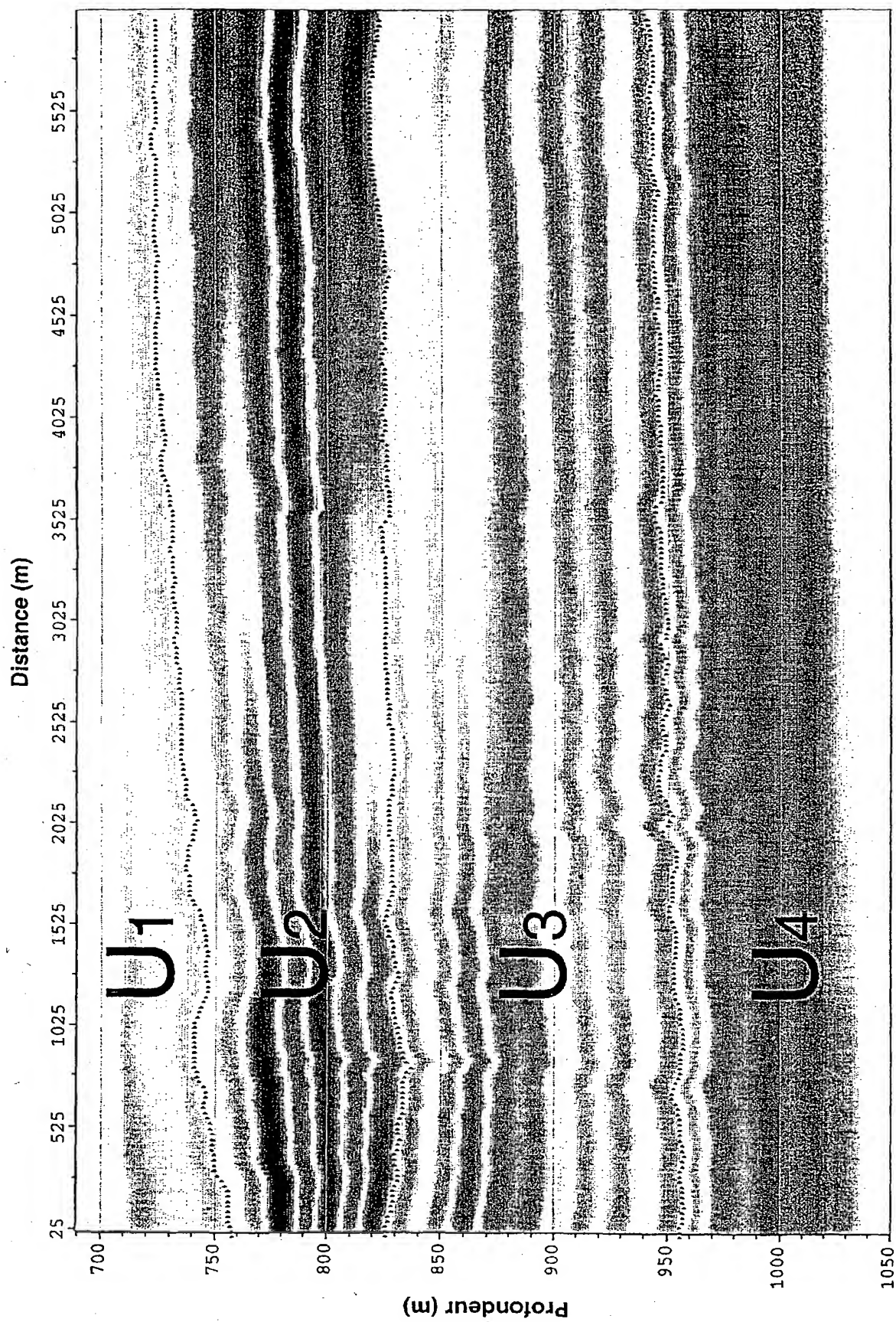


Figure 6





7/8

Figure 7

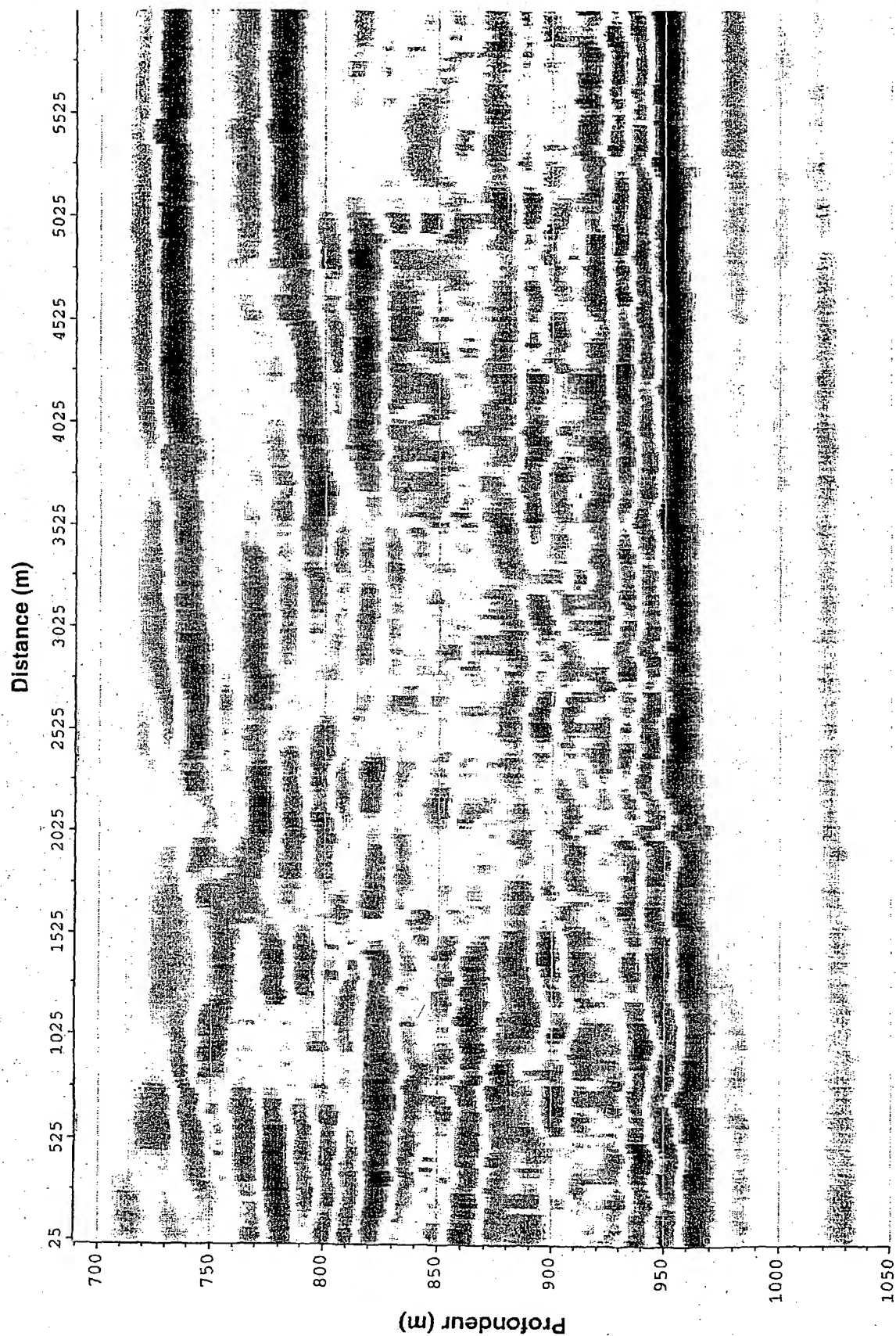
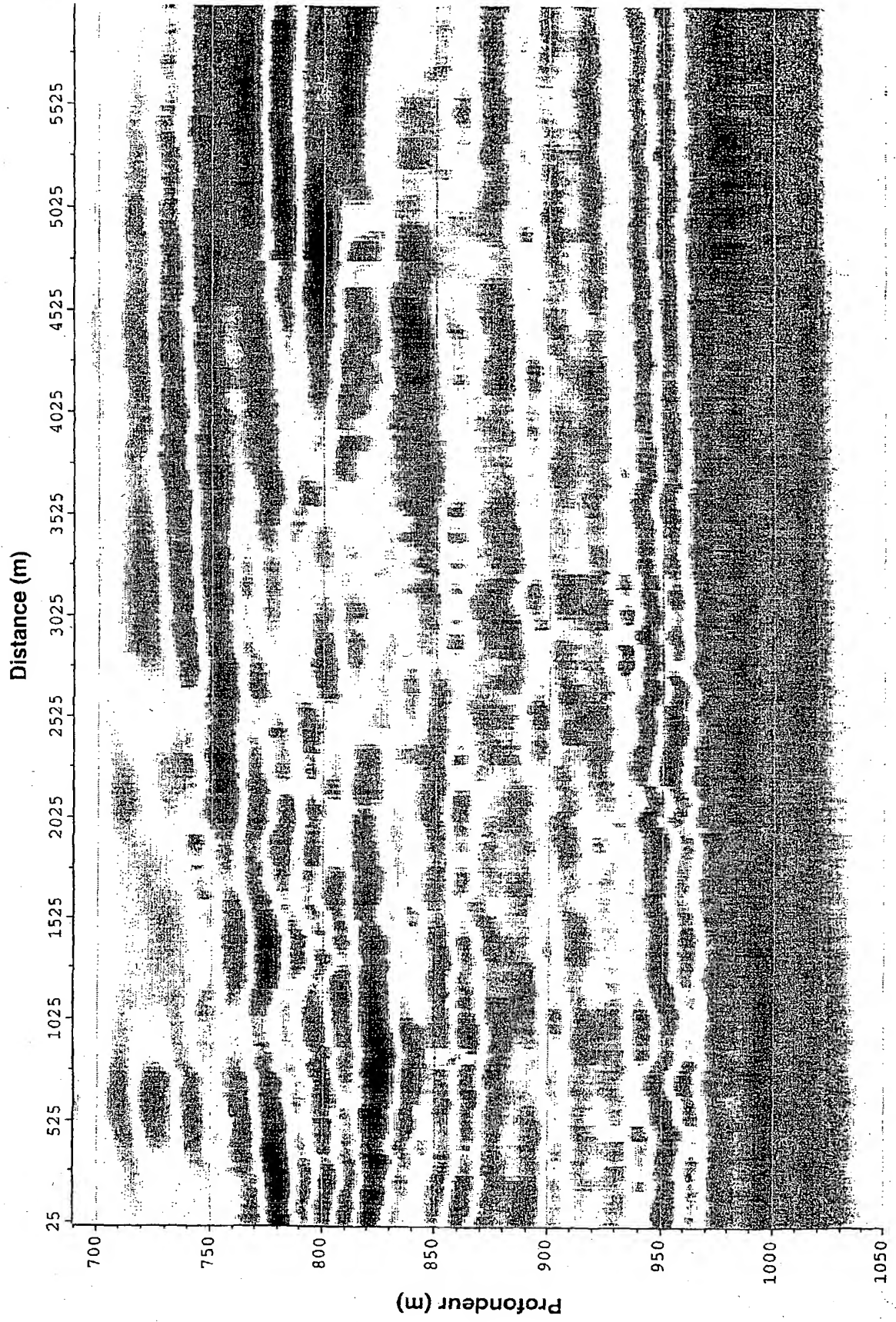


Figure 8





# **RAPPORT DE RECHERCHE PRÉLIMINAIRE**

établi sur la base des dernières revendications  
déposées avant le commencement de la recherche

2800473

N° d'enregistrement  
national

FA 580443  
FR 9914027

DOCUMENTS CONSIDÉRÉS COMME PERTINENTS		Revendication(s) concernée(s)	Classement attribué à l'invention par l'INPI
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes		
Y, D	EP 0 889 331 A (INST FRANCAIS DU PETROL) 7 janvier 1999 (1999-01-07)  * page 1 - page 5; revendications 1-6 *	1, 2, 4, 6-8, 12-14	G01V1/28 G01V3/38
Y	LORTZER G J M ET AL: "AN INTEGRATED APPROACH TO LITHOLOGIC INVERSION-PART I" GEOPHYSICS, US, SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS. TULSA, vol. 57, no. 2, 1 février 1992 (1992-02-01), pages 233-244, XP000330780 ISSN: 0016-8033 * page 240-241 *	1, 2, 4, 6-8, 12-14	
A	US 5 321 613 A (VANDERGRAFT JAMES S ET AL) 14 juin 1994 (1994-06-14) * colonne 5 - colonne 11 *	1-13	
A	US 5 798 982 A (HE WEI ET AL) 25 août 1998 (1998-08-25) * colonne 6, ligne 62 - colonne 10, ligne 15 *	1-13	
			DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHÉS (Int.CL.7)
			G01V
Date d'achèvement de la recherche		Examineur	
25 juillet 2000		Schneiderbauer, K	
CATÉGORIE DES DOCUMENTS CITÉS			
X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : arrière-plan technologique O : divulgation non-écrite P : document intercalaire		T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant	

